

Musterportfolio 100

Strom

Management Summary

Konjunkturell sehen wir weiterhin keine neuen Impulse für die Energiemärkte. Das gilt im Großen und Ganzen auch für die fundamentale Betrachtung, wo kurzfristig Ausfälle am Gasmarkt stützen. Das Wetter liefert einen volatilen Herbstbeginn, der kurzfristig bearische Signale liefert. Charttechnisch sieht das Strom Cal 26 schwächer aus, Strom Cal 27 steht vor einer möglichen Korrektur und Strom Cal 28 zeigt Anzeichen für Überkauftheit. Daher gehen wir für Strom Cal 26 und 27 kurzfristig eine Short-Position ein. Für Strom Cal 28 werden wir neutral, realisieren die erzielten Gewinne und aktivieren ein Setup für eine etwaige neue Long-Position.

Beschaffungstelegramm Cal 26: 1 Tranche ist derzeit zur Beschaffung aktiviert +++ 2 Tranchen sind zur Beschaffung freigegeben +++ letzte Tranchen-Fixierung am 09.09.2025 +++ letzter Fixierungspreis: 87,72 €/MWh +++ aktueller Portfolio-Preis (gesamt): 93,21 €/MWh +++ aktueller Marktpreis: 85,9 €/MWh (Schlusskurs 30.09.2025) +++ aktuelle Hedge-Quote 92 % +++ Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral +++ taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral +++ mehr Details auf den folgenden Seiten +++

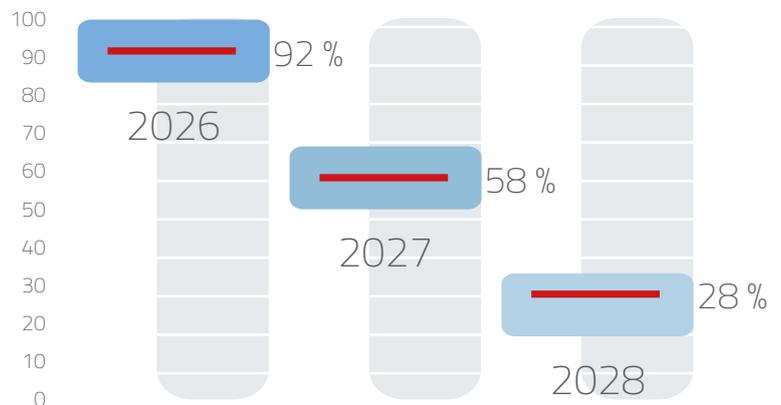
Inhalt

1. Markteinschätzung	02
2. Marktentwicklung	04
3. Aktuelles Beschaffungsportfolio	05
4. Taktische Allokation	06
5. Lieferjahr 2026 im Detail	07
6. Lieferjahr 2027 im Detail	09
7. Lieferjahr 2028 im Detail	11
8. Beschaffungshistorie	13
9. Anhang & Charts	14
10. Erläuterung	24
11. Impressum & Disclaimer	25

Hedge-Situation

In dieser Darstellung sind für die kommenden Lieferjahre die aktuelle Hedge-Situation, sowie die Minimum- und Maximumquoten aus dem Hedge-Kanal ersichtlich.

Aktuelle Hedge-Quoten



Markteinschätzung (1/2)

Konjunktur: Jenseits der großen Weltpolitik gab es wenig Grund für die von uns betrachteten Rohstoffe und die EUAs, sich aus der Komfortzone zu bewegen. Laut aktuellem Ausblick der OECD soll die Weltwirtschaft in diesem Jahr um 3,2 Prozent und in den beiden Folgejahren um jeweils 2,9 Prozent expandieren. Der Begleitkommentar dazu klingt nur allzu vertraut: „Das globale Wachstum erwies sich im ersten Halbjahr 2025 robuster als erwartet, insbesondere in vielen Schwellenländern, aber auch in den USA. Industrieproduktion und Handel profitierten von der Vorverlagerung wegen höherer Zölle. Die US-Zölle auf Importe aus fast allen Ländern erreichten Ende August einen geschätzten effektiven Satz von 19,5 Prozent - den höchsten seit Mitte der 1930er Jahre. Während sich die vollen Auswirkungen der Zollerhöhungen noch entfalten, sind erste Anzeichen der Auswirkungen im Verbraucherverhalten, auf den Arbeitsmärkten und bei den Preisen erkennbar. Mit Blick auf die Zukunft zeichnen sich große Abwärtsrisiken ab: Weitere Zollerhöhungen, zunehmende Sorgen über fiskalische Risiken und erneuter Inflationsdruck könnten das Wachstum belasten.“ Laut Herbstgutachten der Forschungsinstitute wiederum steigt das Brut-

toinlandsprodukt in Deutschland 2025 um 0,2 Prozent, in den beiden Folgejahren wächst es gestützt durch eine expansive Finanzpolitik um 1,3 bzw. 1,4 Prozent. Damit zeichnen die wichtigen Institutionen unverändert kein anderes makroökonomisches Bild als wir.

Fundamental: Zu Wochenbeginn ist es unterdurchschnittlich kühl und windarm, die PV-Erträge bleiben moderat, was die Preise kurzfristig stützt. Gegen Ende der Woche sorgt ein windigeres und nasser Wetter in Deutschland und Nordeuropa voraussichtlich für temporäre Entlastung. Ab Ende der nächsten Woche deutet sich jedoch ein Hochdruckmuster an, das trockenere und ruhigere Bedingungen bringt und die Preissignale wieder nach oben treiben könnte. Die zuletzt sehr hohen deutschen Nachmittags- und Abendpreise sind ein Vorbote für den Winter: Treffen Kälte, schwacher Wind und geringe Solaraktivität zusammen, sind ausgeprägte Preisspitzen zu erwarten. Frankreich bleibt derweil überwiegend sonnig und trocken, ergänzt durch einzelne windige Phasen, die Exporte nach Deutschland begünstigen und damit die Preise etwas dämpfen könnten. Insgesamt wirkt der Oktober-Ausblick unsicher, aber mit zunehmender Hochdrucktendenz klar preistreibend.

Ein Kompressoraustritt an der Verarbeitungsanlage Nyhamna sorgt derzeit für eine Reduzierung der norwegischen Gasförderung um 19,8 mcm/d. Fernleitungsbetreiber Gassco gibt eine unsichere Ausfalldauer an und nennt den 4. Oktober als möglichen Termin für die Behebung der Probleme. Auch am Gasfeld Troll sind ungeplante Fehlerbehebungen im Gange, die zu einer Reduzierung um 29,4 mcm/d führen. Dies sind zwei durchaus relevante Ausfälle, die zumindest kurzfristig den Gasspotmarkt stützen. Sie fallen zusammen mit unterdurchschnittlichen Temperaturen in Deutschland. Angesichts der zunehmenden Drohnenaktivitäten in Skandinavien ist die Sorge vor sabotagebedingten Förderausfällen in diesem Winter besonders groß.

(Fortsetzung auf nächster Seite)

Strom- markt

In dieser Darstellung wird die Preisentwicklung der letzten 52 Wochen für die drei Frontjahre Base dargestellt.

2026
2027
2028

Preisentwicklung (Base)

€/MWh



Markt- einschätzung (2/2)

Charttechnik (siehe ab Seite 16): Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Analyse fällt der **Strom Cal 26 Base Future** unter das vorgelagerte Tief bei 86,20 Euro/MWh und generiert damit intraday ein Verkaufssignal (Doppeltop). Fortan besteht also die Chance, den zuvor bereits definierten Price-Floor bei 84 Euro/MWh zu erreichen. Es bleibt allerdings abzuwarten, ob das Signal auch auf Tagesschlusskursbasis bestehen bleibt. Der Aufwärtstrend seit Mitte August wäre in diesem Fall beendet und ein neuer kurzfristiger Abwärtstrend etabliert. Eine starke Unterstützung befindet sich nach wie vor im Bereich 83,50 Euro/MWh, womit sich hier weiterhin eine Tranchenbeschaffung anbietet (Price-Floor: 84 Euro/MWh).

Fazit: Beim Strom Cal 26 Base könnte es zu einer Doppeltop-Formation kommen, womit wir eine Short-Position zur Benchmark eingehen wollen. Die Oktober-Tranche wird daher am 01.10. nicht mit der Benchmark geschlossen. Diese wird bei 84 Euro/MWh im Gewinn eingedeckt (Price-Floor), den Price-Cap platzieren wir bei 88,55 Euro/MWh.

Das **Strom Cal 27 Base** konnte den Widerstandsbereich bei rund 83,5 Euro/MWh bislang nicht nachhaltig überwinden. Der Kontrakt bleibt zwar einerseits im Aufwärtstrend, allerdings ist ein nachlassendes Aufwärtstrendmomentum am genannten Widerstand feststellbar. Damit besteht die Chance, dass die Preise in den nächsten Tagen eine Korrektur durchlaufen. Eine solche Preiskorrektur könnte

den Strom-Future bis in den Bereich 80 Euro/MWh führen. Dies wollen wir kurzfristig für die Beschaffung ausnutzen und gehen am 01.10. eine Short-Position gegenüber der Benchmark ein. Wir kaufen die Oktober-Tranche folglich nicht simultan. Der Price-Floor liegt bei dieser Short-Position bei 81 Euro/MWh und der Price-Cap bei 84,5 Euro/MWh.

Fazit: Aufgrund des nachlassenden Aufwärtstrends beim Strom Cal 27 Base sehen wir Chancen für eine Preiskorrektur und gehen kurzfristig short zur Benchmark. Die Position wird bei 81 Euro/MWh im Gewinn (Price-Floor) und 84,5 Euro/MWh im Verlust (Price-Cap) abgesichert.

Das **Strom Cal 28 Base** behauptet sich weiterhin in einem intakten mittelfristigen Aufwärtstrend. Am 18. September wurde dabei ein neues Jahreshoch bei 77,84 Euro/MWh markiert. Aufgrund des bereits weitgelaufenen Trends mit rund 10 Prozent Kursplus seit Anfang Juli, zeigt sich der Markt allerdings kurzfristig überkauft. Eine Korrektur ist daher anzunehmen. Im Falle einer solchen Preiskorrektur sind erste Supports bei 75,36 Euro/MWh und 74,20 Euro/MWh ausfindig zu machen. Können die Strombullen das Aufwärtstrendmomentum jedoch wider Erwarten aufrechterhalten, wäre oberhalb des Jahreshochs bei 77,84 Euro/MWh auch ein Anstieg bis auf 80 Euro/MWh denkbar.

Fazit: Aufgrund der aktuellen Überkauftheit des Strom Cal 28 Base Futures schließen wir die derzeitige Long-Position (Oktober-

Tranche) durch den Kauf der Benchmark zum Monatswechsel am 01.10. und realisieren die erzielten Gewinne. Da der mittelfristige Aufwärtstrend jedoch grundsätzlich intakt bleibt, wollen wir etwaige Kursrücksetzer weiterhin als Kaufgelegenheit nutzen (Buy the Dip). Bei einem Preisrücksetzer bis zur möglichen Polaritätswechselzone bei 74,20 Euro/MWh eröffnen wir eine neue Long-Position, in dem wir die November-Tranche bereits im Oktober bei einem Preis von 74,50 Euro/MWh (Price-Floor) vor der Benchmark am 03.11. vorziehen.

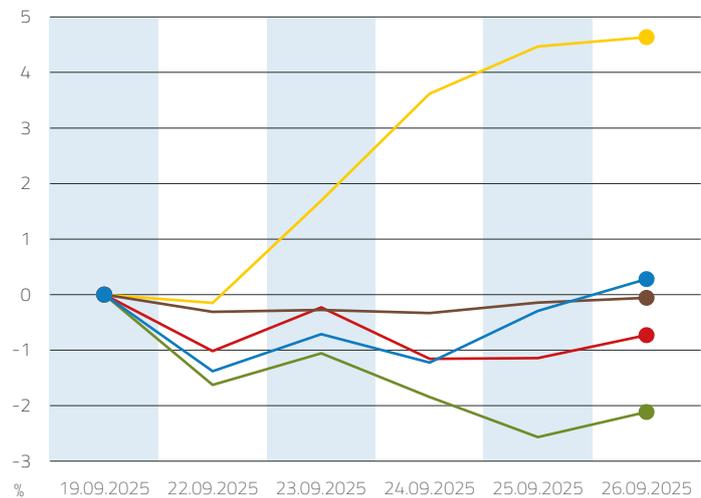
Portfolioausrichtung: Im Strom Cal 26 Base schließen wir morgen nicht mit der Benchmark, sondern eröffnen eine Short-Position. Diese wird bei 84 Euro/MWh im Gewinn eingedeckt (Price-Floor), den Price-Cap platzieren wir bei 88,55 Euro/MWh. Beim Strom Cal 27 Base gehen wir ebenfalls kurzfristig eine Short-Position ein. Diese wird bei 81 Euro/MWh im Gewinn geschlossen und auf der Oberseite wird das Risiko bei 84,5 Euro/MWh abgesichert. Beim Strom Cal 28 Base kaufen wir zum Monatswechsel nicht mit der Benchmark und schließen somit die bestehende Long-Position (Oktober-Tranche) – wir werden neutral und realisieren die erzielten Gewinne. Zudem eröffnen wir ein Setup, um einen Rücksetzer für den erneuten Einstieg in eine Long-Position zu nutzen (Price-Floor: 74,50 Euro/MWh).

Markt- entwicklung

In dieser Darstellung wird die Veränderung in der Vorwoche der Energiemärkte in prozentualen Werten abgebildet.



Energiemarktentwicklung KW 40



Markt- rückblick

Wären die Kalenderkontrakte von TTF Erdgas, Strom Base und API#2 Steinkohle Patienten, würde man diese angesichts der äußerst geringen Kursausschläge wohl vorsichtshalber auf die Intensivstation verlegen. So verzeichnete bspw. TTF Gas Cal 26 in der KW 39 eine Änderung von gerade einmal 9 Cent/MWh auf 32,34 Euro/MWh. Beim Strom (minus 64 Cents) und bei der Steinkohle (minus 6 US-Cents) sowie beim LNG Japan/Korea Marker (minus 7 US-Cents) war es ähnlich. Deutlich mehr Leben war dagegen beim Brent Öl Frontmonat, den wir im Ausblick näher beleuchten, zu beobachten, der einen Zuwachs um 4,6 Prozent auf 69,75 US-Dollar je Fass verzeichnete und bei den EUAs, die allerdings um 2,1 Prozent auf 75,89 Euro/t CO₂ nachgaben. Gerade Letztere zogen bekanntlich in den letzten Tagen und

Wochen die größte Aufmerksamkeit auf sich, da sich diese seit Anfang September spürbar verteuert haben. Somit waren die Marktakteure und -beobachter denn auch mehr als sonst auf den neuen CoT-Report am Mittwoch mit Datenstand per 19. September gespannt, zumal beim vorherigen Bericht per 12. September eine spürbar erhöhte Netto-Long-Position in Höhe von 68,9 Mio. t zu verzeichnen war - der höchste Stand seit August 2021. Angesichts der weiter aufwärtsgerichteten Preisentwicklung in der KW 38 und vereinzelter positiver Konjunkturindikatoren (z.B. ZEW) war mit einem weiteren Ausbau der Netto-Long-Position zu rechnen. Und so kam es auch: Die Investment Fonds haben im aktuellen CoT-Report ihre Long-Position auf 107,6 Mio. t aus- und ihre Short-Position auf 29,6 Mio. t abgebaut. Die

daraus resultierende Netto-Position lag bei 78,0 Mio. t, ein deutlicher Anstieg gegenüber der Vorwoche (plus 68,9 Mio. t). Mit dem nahenden Ende der Compliance-Deadline dürfte allerdings schon letzte Woche das Interesse der Spekulanten am CO₂-Markt nachgelassen haben.

Beschaffungsportfolio Strom

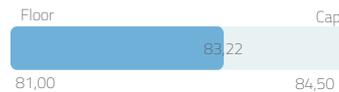
aktuell

2026

**Lieferjahr 2026**

33 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 1 freigegebene Tranche ist zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.10. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 15.12. | Hedge-Quote: 92 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 93,21 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 93,02 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert): Price-Cap bei 88,55 €/MWh; Price-Floor bei 84 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

2027

**Lieferjahr 2027**

21 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 1 freigegebene Tranche ist zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.10. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.12. | Hedge-Quote: 58 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 79,42 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 79,20 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert): Price-Cap bei 84,5 €/MWh; Price-Floor bei 81 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

2028

**Lieferjahr 2028**

10 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 1 Tranche ist derzeit zur Beschaffung freigegeben | 1 freigegebene Tranche ist zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.10. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.1. | Hedge-Quote: 28 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 76,31 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 76,21 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert): Price-Floor bei 74,5 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: bullish

Limit-Check

Lieferjahr	Deadline Fixierung	Letzter Fixierungspreis	Schlusskurs (Vortag)	Price-Floor (aktive Tranchen)	Price-Cap (aktive Tranchen)	Status
2026	15.12.2025	87,72 €/MWh	85,90 €/MWh	84,00 €/MWh	88,55 €/MWh	aktiviert
2027	31.12.2025	78,90 €/MWh	83,22 €/MWh	81,00 €/MWh	84,50 €/MWh	aktiviert
2028	31.01.2026	73,62 €/MWh	77,50 €/MWh	74,50 €/MWh	-	aktiviert

Übersicht

Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2026	33 von 36	92 GWh	92 %	93,21 €/MWh	93,02 €/MWh	2	1	- 18.944 €
2027	21 von 36	58 GWh	58 %	79,42 €/MWh	79,20 €/MWh	2	1	- 21.361 €
2028	10 von 36	28 GWh	28 %	76,31 €/MWh	76,21 €/MWh	1	1	- 10.083 €

Der Portfolio- und Benchmark-Preis setzt sich zusammen aus den bereits fixierten Hedges und der Bewertung der offenen Position zum aktuellen Marktpreis. Weitere Informationen auf Seite 10.

[Link zur Deal History](#)

Allokation

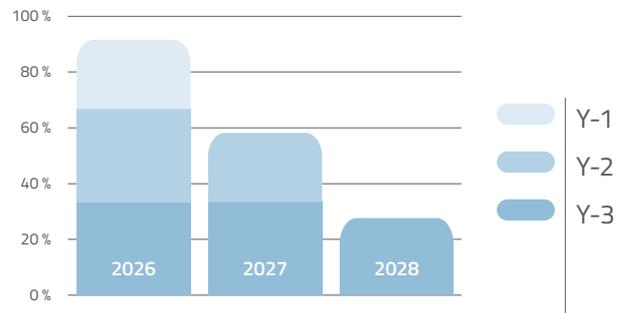
EnerChase vs. Benchmark

Die taktische Allokation im Hedge-Kanal ergibt sich aus der mittel- bis langfristigen Markterwartung. In der obersten Tabelle bzw. Grafik sind die tatsächlichen Hedge-Quoten für die drei Lieferjahre aufgeführt. In den Spalten Y-1, Y-2 und Y-3 wird die jährliche Veränderung der Hedge-Quote dargestellt (Y-1 steht beispielsweise für das letzte Jahr vor

Lieferbeginn). Die zweite Tabelle stellt die „neutralen“ Hedge-Quoten dar, die bei einem kontinuierlichen Beschaffungsvorgehen entstehen würden. Dies entspricht der Mittellinie des Hedge-Kanals. Die unterste Tabelle zeigt die Abweichungen der tatsächlichen Quoten von der Benchmark.

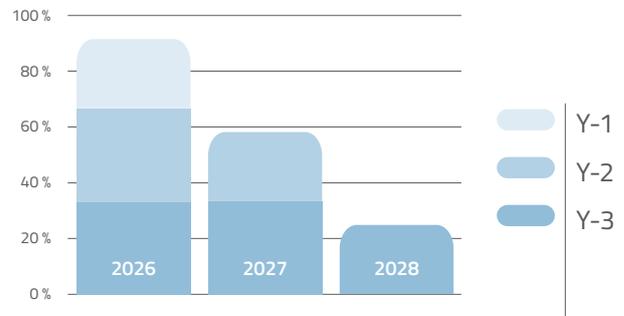
Taktische Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2026	92 %	25 %	33 %	33 %
2027	58 %		25 %	33 %
2028	28 %			28 %



Benchmark Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2026	92 %	25 %	33 %	33 %
2027	58 %		25 %	33 %
2028	25 %			25 %



Aktive Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2026	0 %	0 %	0 %	0 %
2027	0 %		0 %	0 %
2028	3 %			3 %

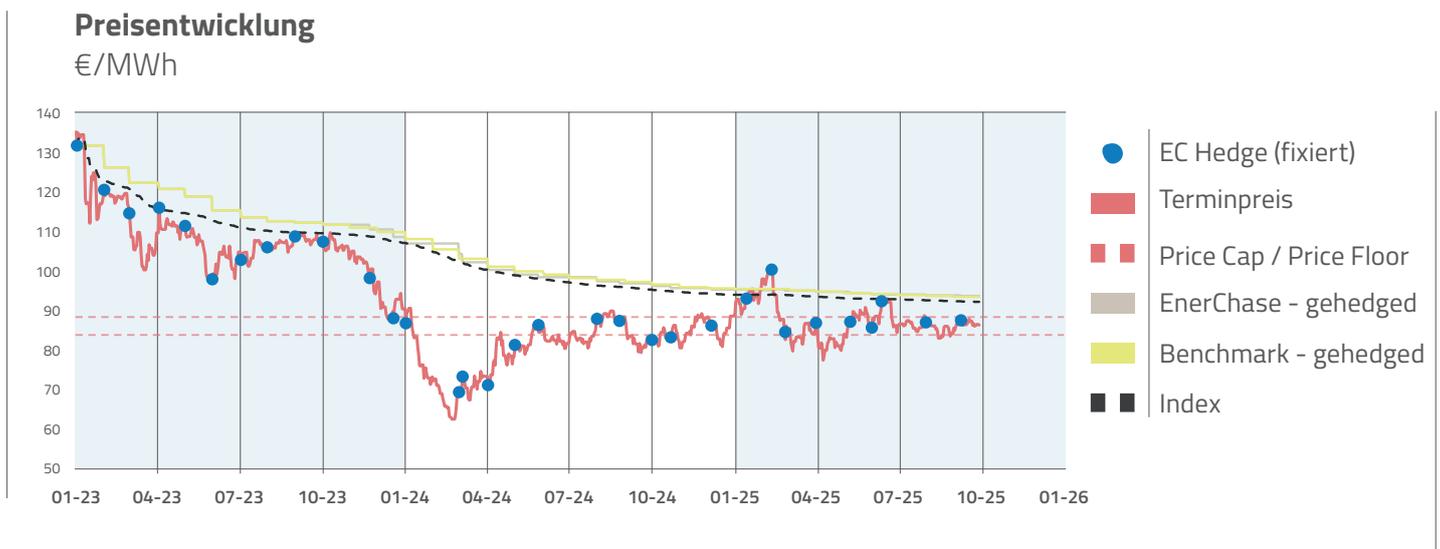
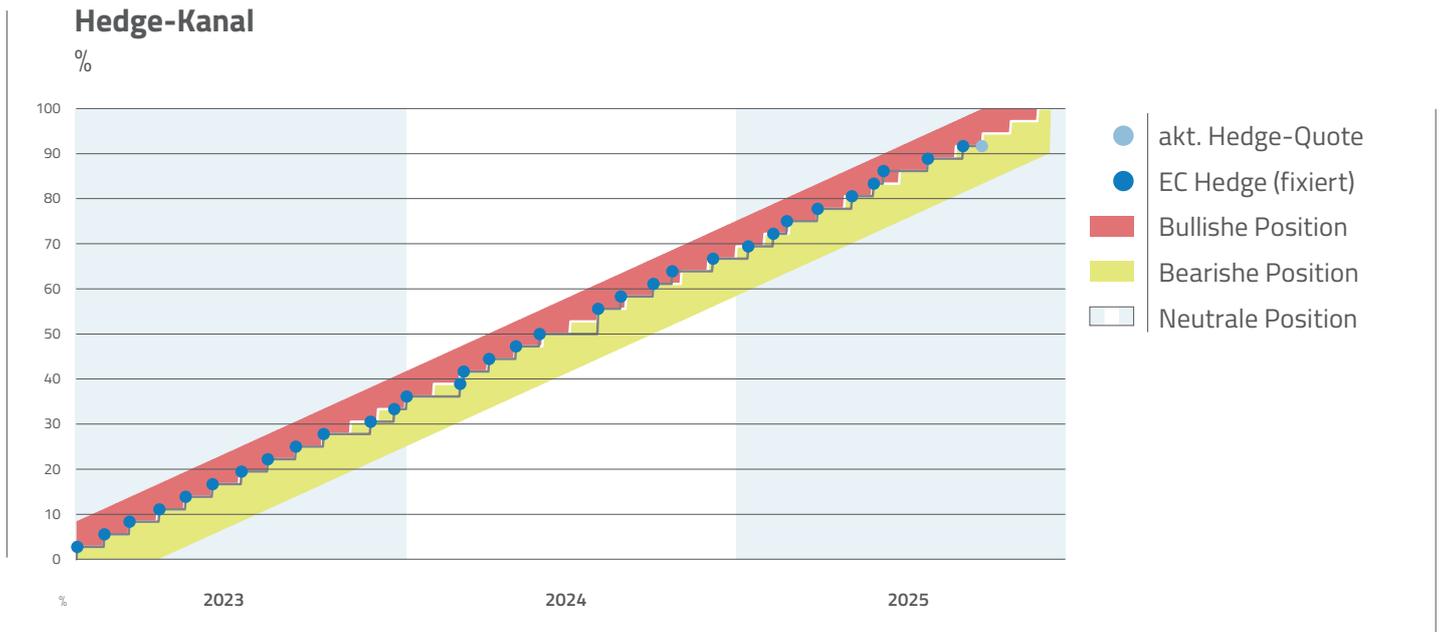


Strom

2026

Nachfolgend ist das Beschaffungsvorgehen über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die mengenmäßige Entwicklung im Hedge-Kanal. Die untere Abbildung

zeigt die preisliche Entwicklung gegenüber dem Markt sowie der Benchmark.



Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2026	33 von 36	92 GWh	92 %	93,21 €/MWh	93,02 €/MWh	2	1	- 18.944 €

Der Portfolio- und Benchmark-Preis setzt sich zusammen aus den bereits fixierten Hedges und der Bewertung der offenen Position zum aktuellen Marktpreis. Weitere Informationen auf Seite 13.

[Link zur Deal History](#)

Profit and Loss | Value-at-Risk

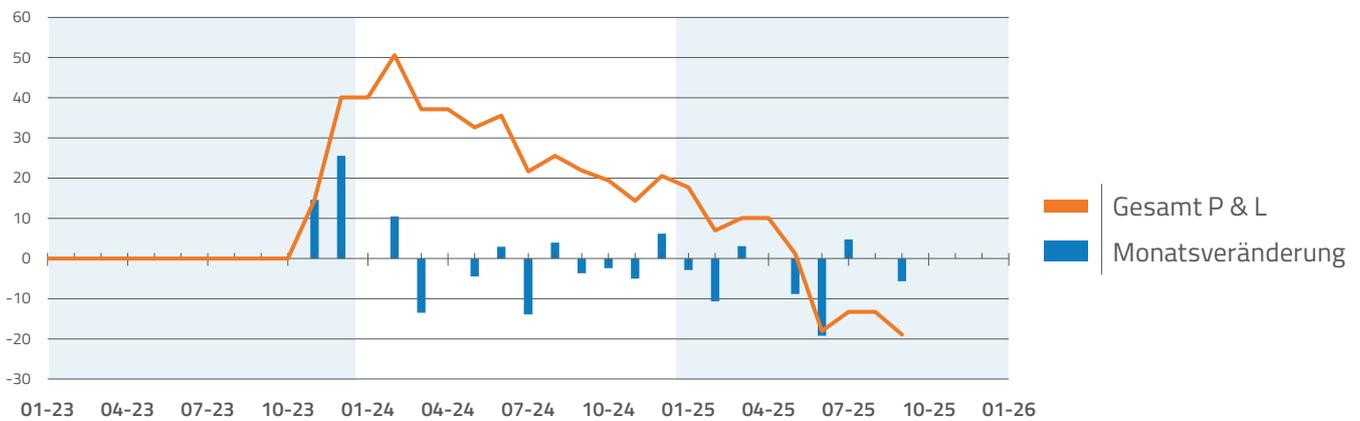
2026

Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

Die untere Abbildung zeigt die preisliche Entwicklung der Gesamtkosten und den Value-at-Risk. Zudem wird in der Tabelle der VaR der Gesamtkosten in T€ dargestellt, sowie der VaR der Kosten der offenen Position in €/MWh.

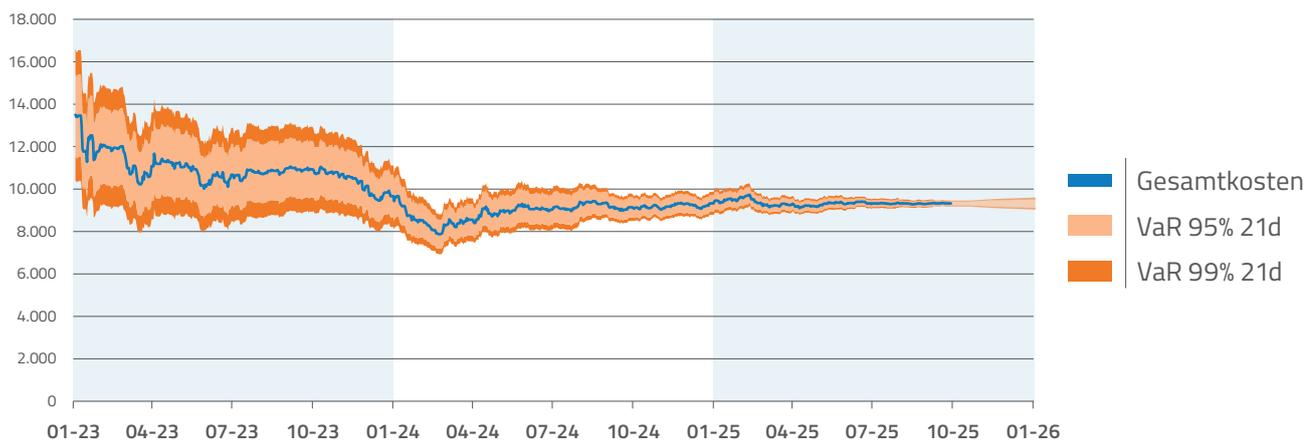
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



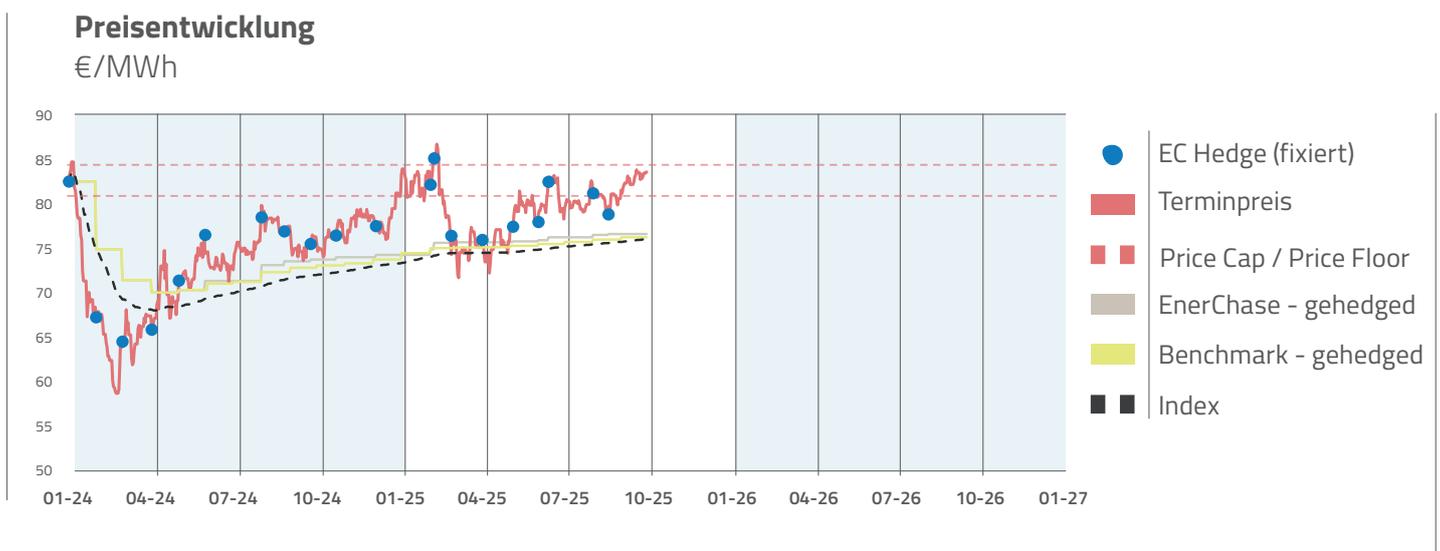
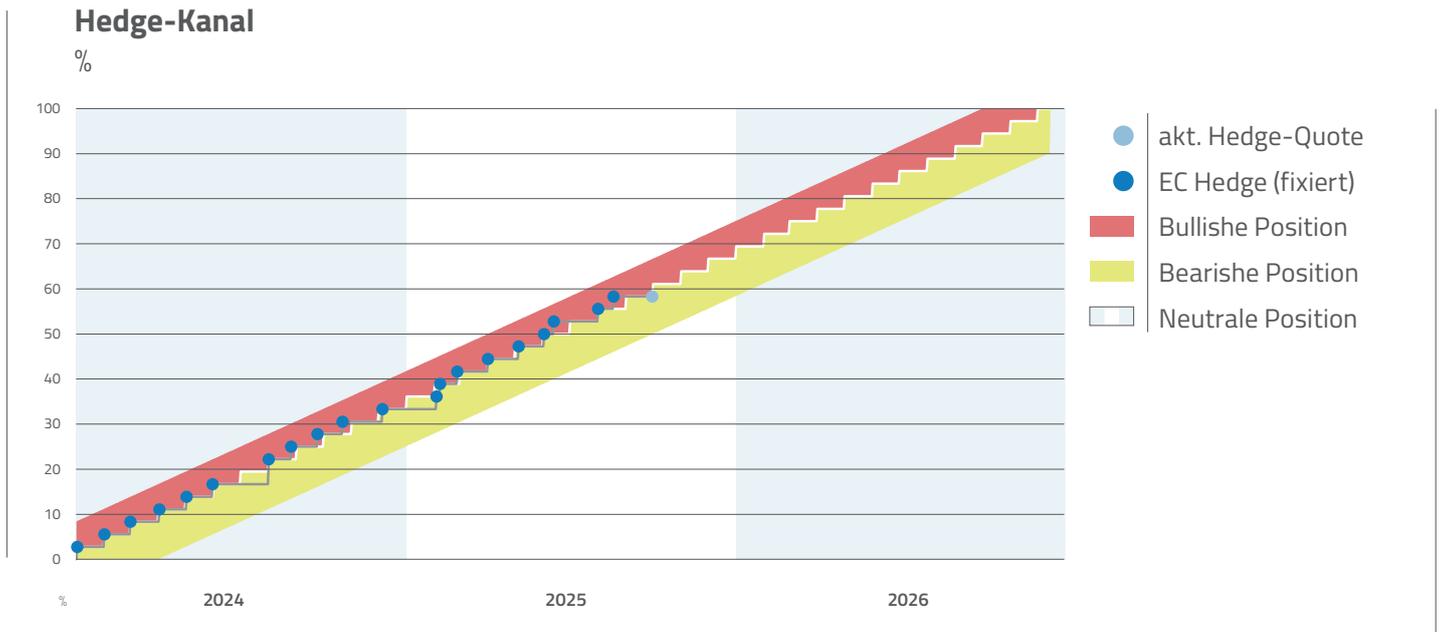
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2026	9.327 T€	- 18.944 €	9.228 - 9.420 T€ (95%) 9.190 - 9.458 T€ (99%)	9.175 - 9.473 T€ (95%) 9.118 - 9.530 T€ (99%)	9.114 - 9.534 T€ (95%) 9.032 - 9.616 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			74,68 - 97,82 €/MWh (95%) 70,20 - 102,30 €/MWh (99%)	68,39 - 104,11 €/MWh (95%) 61,48 - 111,02 €/MWh (99%)	61,0 - 111,50 €/MWh (95%) 51,22 - 121,28 €/MWh (99%)

Strom

2027

Nachfolgend ist das Beschaffungsvorgehen über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die mengenmäßige Entwicklung im Hedge-Kanal. Die untere Abbildung

zeigt die preisliche Entwicklung gegenüber dem Markt sowie der Benchmark.



Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2027	21 von 36	58 GWh	58 %	79,42 €/MWh	79,20 €/MWh	2	1	- 21.361 €

Der Portfolio- und Benchmark-Preis setzt sich zusammen aus den bereits fixierten Hedges und der Bewertung der offenen Position zum aktuellen Marktpreis. Weitere Informationen auf Seite 13.

[Link zur Deal History](#)

Profit and Loss | Value-at-Risk

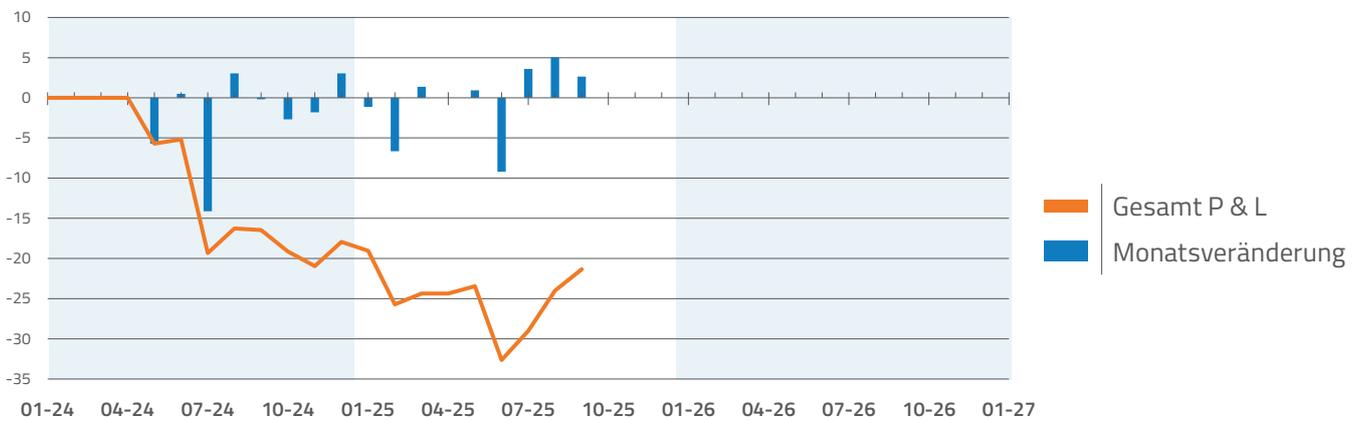
2027

Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

Die untere Abbildung zeigt die preisliche Entwicklung der Gesamtkosten und den Value-at-Risk. Zudem wird in der Tabelle der VaR der Gesamtkosten in T€ dargestellt, sowie der VaR der Kosten der offenen Position in €/MWh.

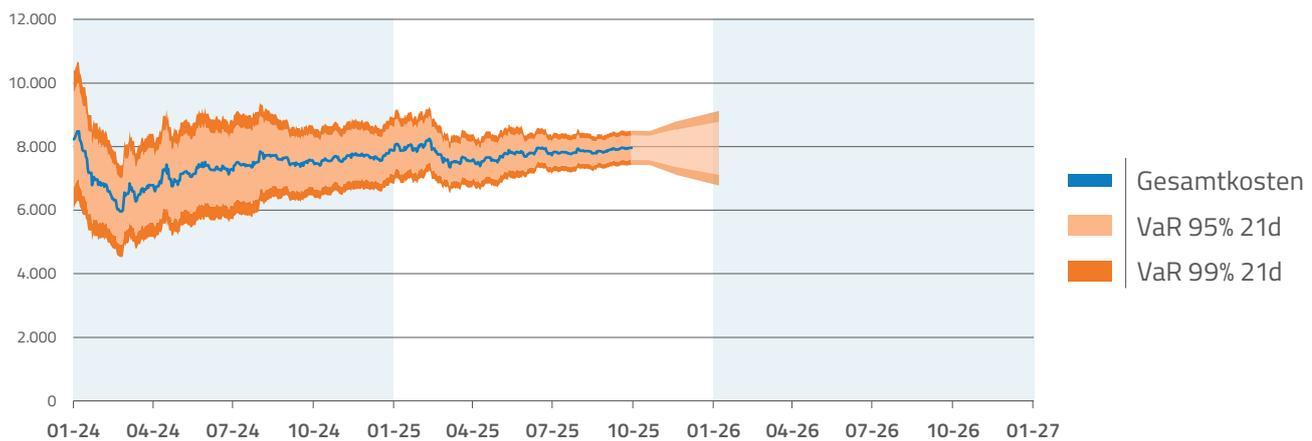
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



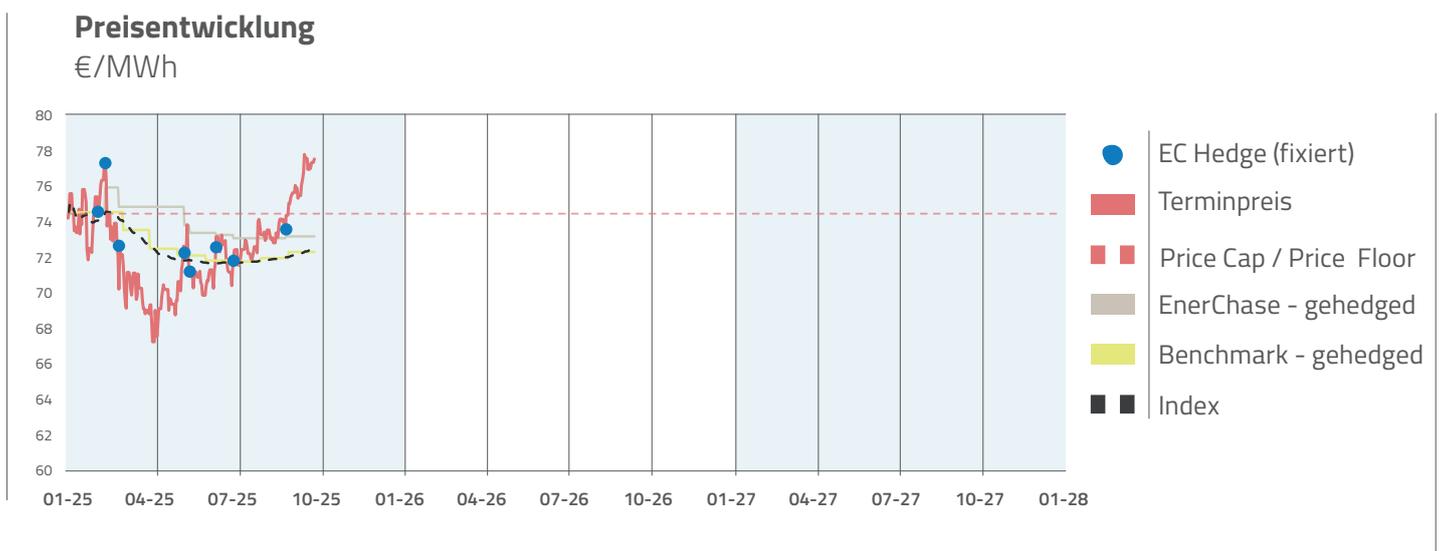
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2027	7.963 T€	- 21.361 €	7.571 - 8.336 T€ (95%) 7.419 - 8.488 T€ (99%)	7.364 - 8.543 T€ (95%) 7.129 - 8.778 T€ (99%)	7.119 - 8.788 T€ (95%) 6.787 - 9.120 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			74,33 - 92,67 €/MWh (95%) 70,68 - 96,32 €/MWh (99%)	69,35 - 97,65 €/MWh (95%) 63,71 - 103,29 €/MWh (99%)	63,48 - 103,52 €/MWh (95%) 55,51 - 111,49 €/MWh (99%)

Strom

2028

Nachfolgend ist das Beschaffungsvorgehen über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die mengenmäßige Entwicklung im Hedge-Kanal. Die untere Abbildung

zeigt die preisliche Entwicklung gegenüber dem Markt sowie der Benchmark.



Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2028	10 von 36	28 GWh	28 %	76,31 €/MWh	76,21 €/MWh	1	1	- 10.083 €

Der Portfolio- und Benchmark-Preis setzt sich zusammen aus den bereits fixierten Hedges und der Bewertung der offenen Position zum aktuellen Marktpreis. Weitere Informationen auf Seite 13.

[Link zur Deal History](#)

Profit and Loss | Value-at-Risk

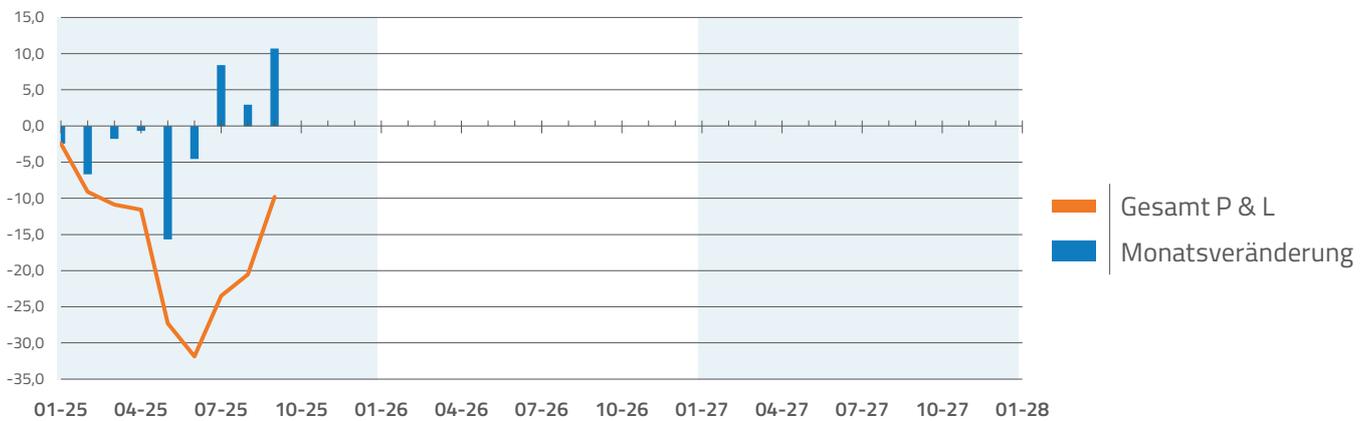
2028

Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

Die untere Abbildung zeigt die preisliche Entwicklung der Gesamtkosten und den Value-at-Risk. Zudem wird in der Tabelle der VaR der Gesamtkosten in T€ dargestellt, sowie der VaR der Kosten der offenen Position in €/MWh.

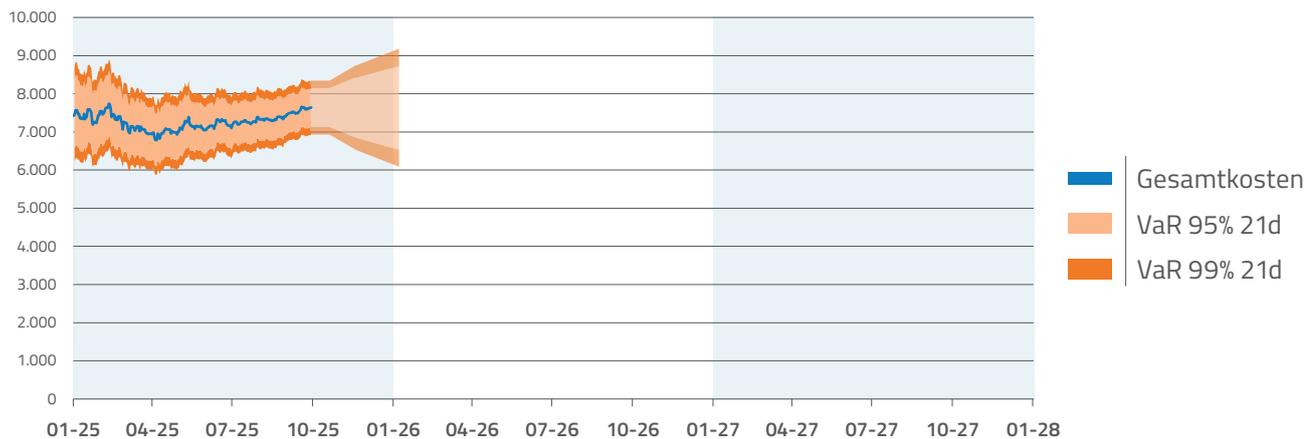
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2028	7.638 T€	- 10.083 €	7.129 - 8.140 T€ (95%) 6.928 - 8.341 T€ (99%)	6.854 - 8.415 T€ (95%) 6.544 - 8.725 T€ (99%)	6.531 - 8.738 T€ (95%) 6.093 - 9.176 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			70,55 - 84,55 €/MWh (95%) 67,77 - 87,33 €/MWh (99%)	66,74 - 88,36 €/MWh (95%) 62,45 - 92,65 €/MWh (99%)	62,27 - 92,83 €/MWh (95%) 56,20 - 98,90 €/MWh (99%)

Beschaffungshistorie

Preise, Mengen, Kosten

Zusammenfassung

Für das Lieferjahr 2026 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 93,21 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 92 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 85,90 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 9.321 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2027 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 79,42 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 58 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 83,22 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 7.942 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2028 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 76,31 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 28 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 77,50 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 7.631 T€ belaufen.

Beschaffungspreise

(in €/MWh)	2026	2027	2028
enerchase - gehedged	93,88	76,70	73,22
enerchase - offene Position	85,90	83,22	77,50
enerchase - gesamt	93,21	79,42	76,31
Benchmark - gesamt	93,02	79,20	76,21
enerchase vs. BM - gesamt*	0,19	0,21	0,10
enerchase - gehedged in Y-1	89,59		
enerchase - gehedged in Y-2	82,12	79,82	
enerchase - gehedged in Y-3	108,85	74,36	73,22

*) Negativ = EC günstiger als BM | Positiv = EC teurer als BM

Beschaffungsmenge

(in GWh)	2026	2027	2028
enerchase - gehedged	91,67	58,33	27,78
enerchase - offene Position	8,33	41,67	72,22
enerchase - gesamt	100,00	100,00	100,00
Benchmark - offene Position	8,33	41,67	75,00
enerchase vs. BM - offene Position*	0,00	0,00	-2,78
enerchase - gehedged in Y-1	25,00		
enerchase - gehedged in Y-2	33,33	0,00	
enerchase - gehedged in Y-3	33,33	33,33	0,00

*) Negativ = EC long im Vgl. zum BM | Positiv = EC short im Vgl. zum BM

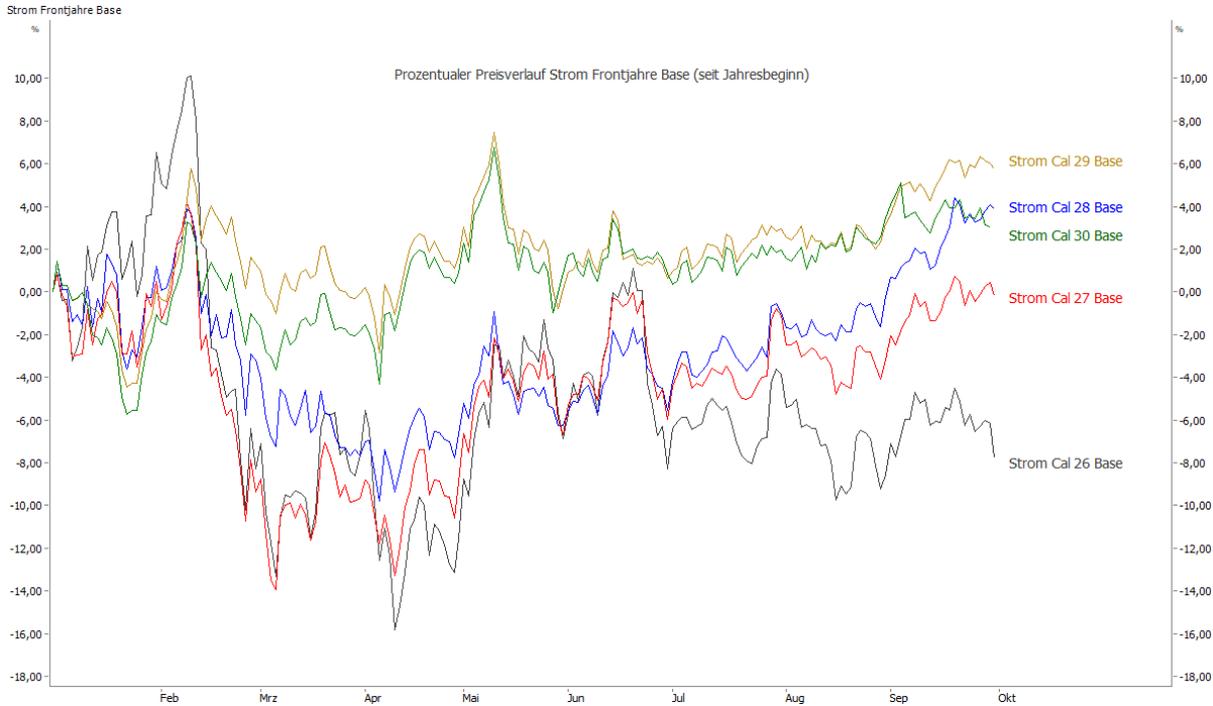
Beschaffungskosten

(in T€)	2026	2027	2028
enerchase - gehedged	8.606	4.474	2.034
enerchase - offene Position	716	3.468	5.597
enerchase - gesamt	9.321	7.942	7.631
Benchmark - gesamt	9.302	7.920	7.621
enerchase vs. BM - gesamt*	19	21	10
enerchase - gehedged in Y-1	2.240		
enerchase - gehedged in Y-2	2.737	0	
enerchase - gehedged in Y-3	3.628	2.479	0

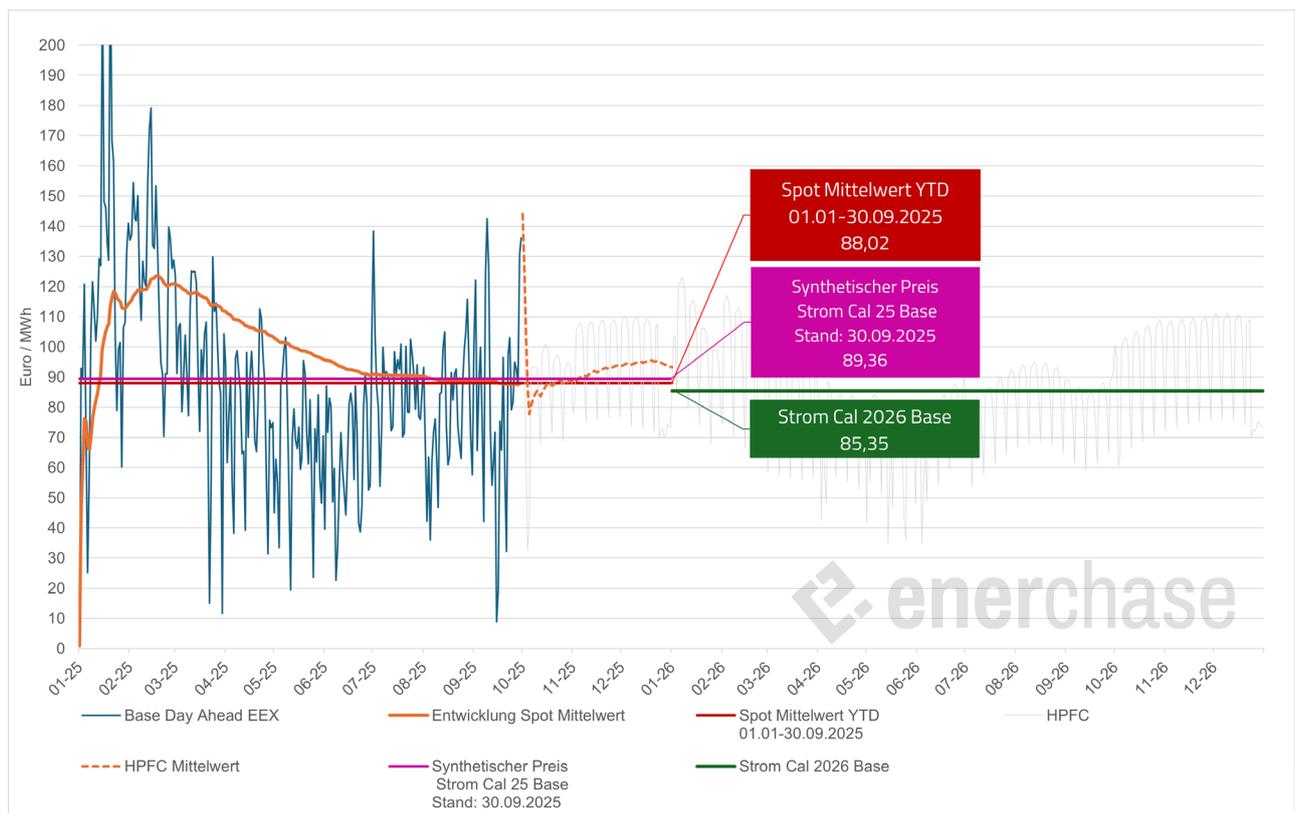
*) Negativ = EC günstiger als BM | Positiv = EC teurer als BM

Anhänge

Indexierter Preisverlauf Strom Frontjahre Base (Startpunkt: 01.01.2025)

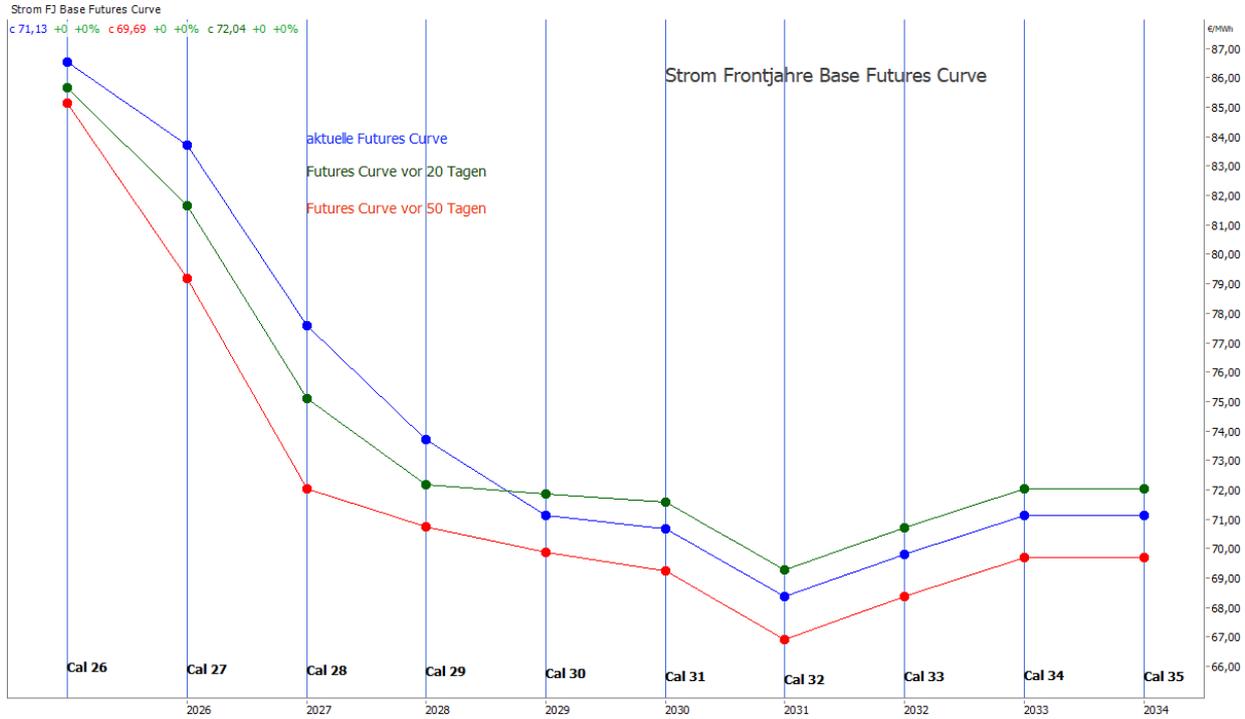


Synthetischer Preis Strom Cal 25

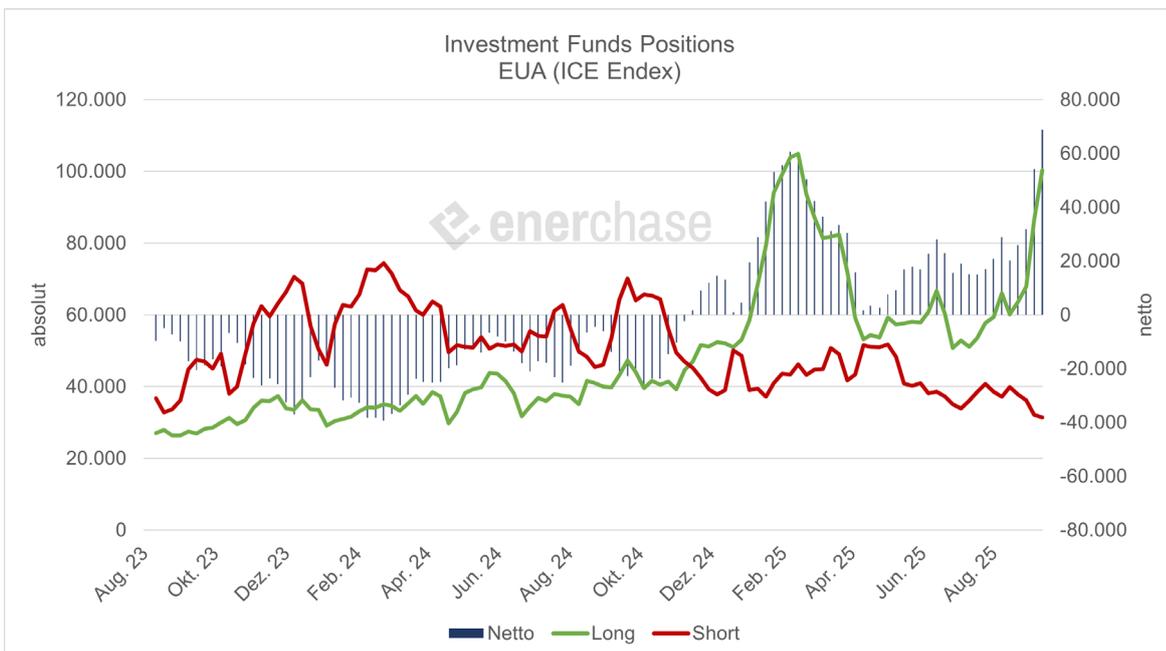


Anhänge

Strom Forward Curve

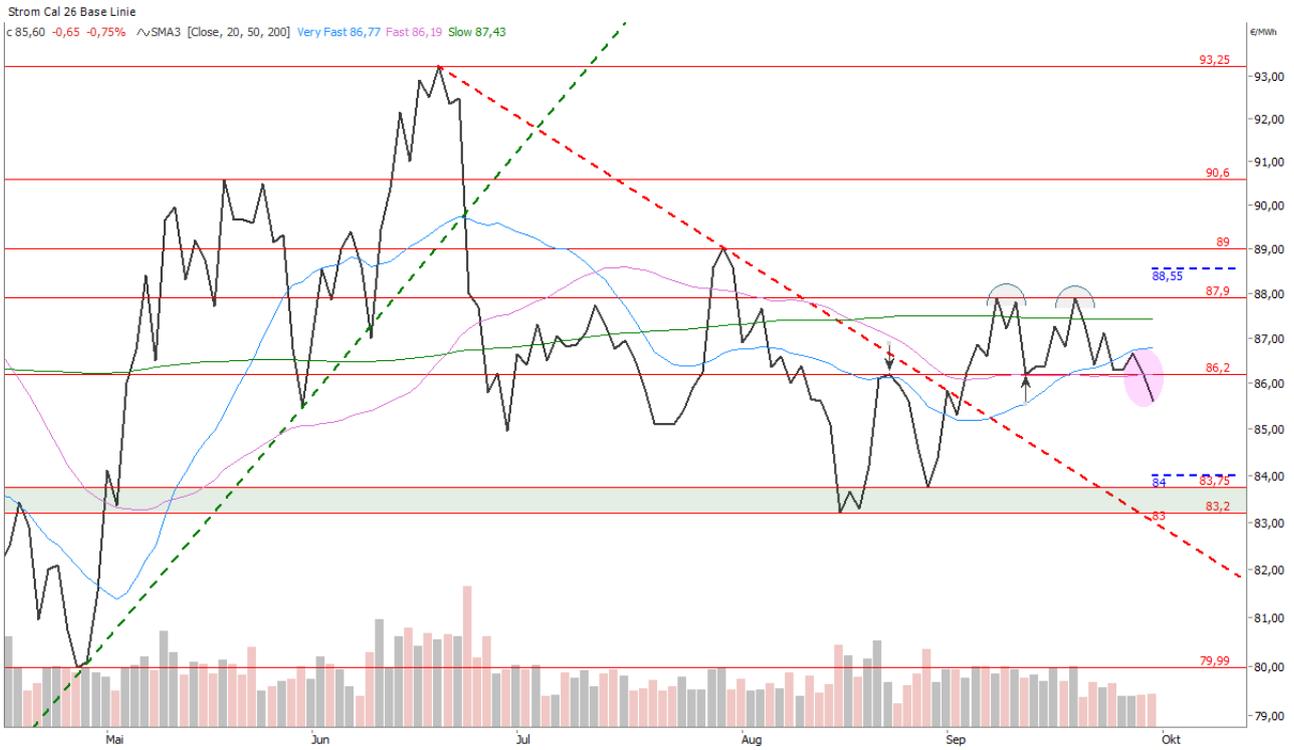


Positionierung Investmentfonds EUA (CoT-Report, ICE Endex)



Anhänge

Strom Cal 26 Base (Daily)



Strom Cal 26 Base (3-Jahreschart)



Anhänge

Strom Cal 27 Base (Daily)

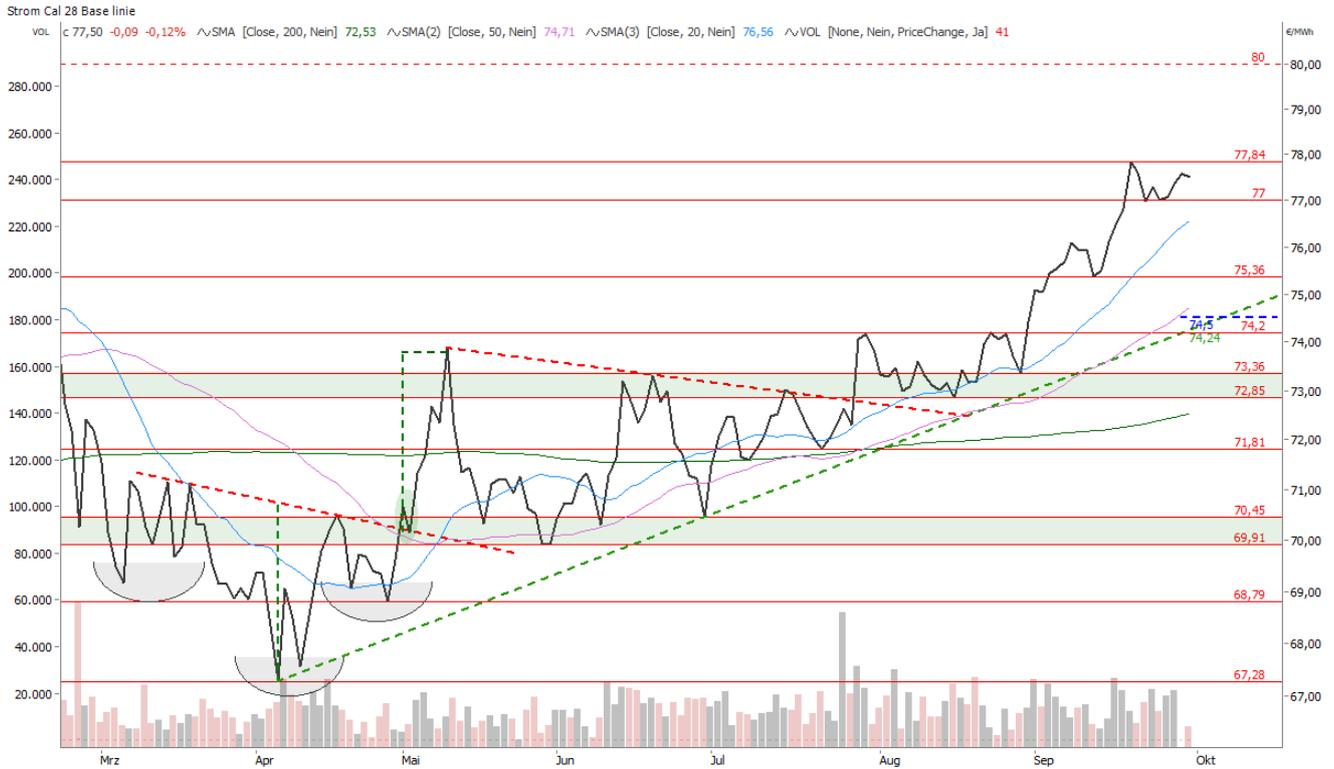


Strom Cal 27 Base (3-Jahreschart)



Anhänge

Strom Cal 28 Base (Daily)



Strom Cal 28 Base (3-Jahreschart)



Anhänge

Deal History Lieferjahr 2026

Tabellarische Auflistung der Tranchenfixierungen

Datum EC	Fixierung EC / Schlusskurs	Datum BM	Fixierung BM / Schlusskurs	Menge	P&L
02.01.2023	132,00	02.01.2023	132,00	2.778	0
01.02.2023	120,83	01.02.2023	120,83	2.778	0
01.03.2023	114,87	01.03.2023	114,87	2.778	0
03.04.2023	116,25	03.04.2023	116,25	2.778	0
02.05.2023	111,64	02.05.2023	111,64	2.778	0
01.06.2023	98,11	01.06.2023	98,11	2.778	0
03.07.2023	103,03	03.07.2023	103,03	2.778	0
01.08.2023	106,21	01.08.2023	106,21	2.778	0
01.09.2023	109,00	01.09.2023	109,00	2.778	0
02.10.2023	107,65	02.10.2023	107,65	2.778	0
23.11.2023	98,40	01.11.2023	103,65	2.778	14.583
19.12.2023	88,25	01.12.2023	97,44	2.778	25.528
02.01.2024	86,98	02.01.2024	86,98	2.778	0
01.03.2024	69,52	01.02.2024	72,36	2.778	7.889
05.03.2024	73,44	01.03.2024	69,52	2.778	-10.889
02.04.2024	71,32	02.04.2024	71,32	2.778	0
02.05.2024	81,47	02.05.2024	81,47	2.778	0
28.05.2024	86,50	03.06.2024	85,93	2.778	-1.583
01.08.2024	86,74	01.07.2024	82,08	2.778	-12.944
01.08.2024	89,38	01.08.2024	89,38	2.778	0
26.08.2024	87,55	02.09.2024	87,29	2.778	-722
01.10.2024	82,74	01.10.2024	82,74	2.778	0
22.10.2024	83,40	01.11.2024	80,71	2.778	-7.472
06.12.2024	86,40	02.12.2024	88,62	2.778	6.167
14.01.2025	93,25	02.01.2025	92,21	2.778	-2.889
11.02.2025	100,60	03.02.2025	96,89	2.778	-10.306
26.02.2025	84,71	03.03.2025	85,67	2.778	2.667
01.04.2025	87,08	01.04.2025	87,08	2.778	0
09.05.2025	87,32	02.05.2025	84,13	2.778	-8.861
02.06.2025	85,84	02.06.2025	86,91	2.778	2.972
13.06.2025	92,57	01.07.2025	86,30	2.778	-17.417
01.08.2025	87,23	01.08.2025	87,23	2.778	0
09.09.2025	87,72	01.09.2025	85,68	2.778	-5.667

Anhänge

Deal History Lieferjahr 2027

Tabellarische Auflistung der Tranchenfixierungen

Datum EC	Fixierung EC / Schlusskurs	Datum BM	Fixierung BM / Schlusskurs	Menge	P&L
02.01.2024	82,63	02.01.2024	82,63	2.778	0
01.02.2024	67,32	01.02.2024	67,32	2.778	0
01.03.2024	64,56	01.03.2024	64,56	2.778	0
02.04.2024	65,91	02.04.2024	65,91	2.778	0
02.05.2024	71,45	02.05.2024	71,45	2.778	0
31.05.2024	76,60	03.06.2024	74,73	2.778	-5.194
01.08.2024	77,25	01.07.2024	72,68	2.778	-12.694
01.08.2024	79,94	01.08.2024	79,94	2.778	0
26.08.2024	77,01	02.09.2024	76,74	2.778	-750
24.09.2024	75,59	01.10.2024	75,56	2.778	-83
22.10.2024	76,52	01.11.2024	75,72	2.778	-2.222
05.12.2024	77,59	02.12.2024	78,68	2.778	3.028
07.02.2025	85,23	02.01.2025	83,36	2.778	-5.194
03.02.2025	82,26	03.02.2025	82,26	2.778	0
26.02.2025	76,50	03.03.2025	76,05	2.778	-1.250
01.04.2025	76,04	01.04.2025	76,04	2.778	0
05.05.2025	77,51	02.05.2025	77,84	2.778	917
02.06.2025	78,04	02.06.2025	78,93	2.778	2.472
13.06.2025	82,59	01.07.2025	79,69	2.778	-8.056
01.08.2025	81,31	01.08.2025	81,31	2.778	0
18.08.2025	78,90	01.09.2025	81,66	2.778	7.667

Anhänge

Deal History Lieferjahr 2028

Tabellarische Auflistung der Tranchenfixierungen

Datum EC	Fixierung EC / Schlusskurs	Datum BM	Fixierung BM / Schlusskurs	Menge	P&L
11.02.2025	77,35	02.01.2025	74,57	2.778	-7.722
03.02.2025	74,61	03.02.2025	74,61	2.778	0
26.02.2025	72,69	03.03.2025	71,55	2.778	-3.167
09.05.2025	72,29	01.04.2025	69,35	2.778	-8.167
09.05.2025	72,29	02.05.2025	70,67	2.778	-4.500
15.05.2025	71,24	02.06.2025	70,40	2.778	-2.333
13.06.2025	72,60	01.07.2025	71,47	2.778	-3.139
02.07.2025	71,85	01.08.2025	73,32	2.778	4.083
29.08.2025	73,62	01.09.2025	75,09	2.778	4.083
29.08.2025	73,62	-	77,50	2.778	10.778

Anhänge

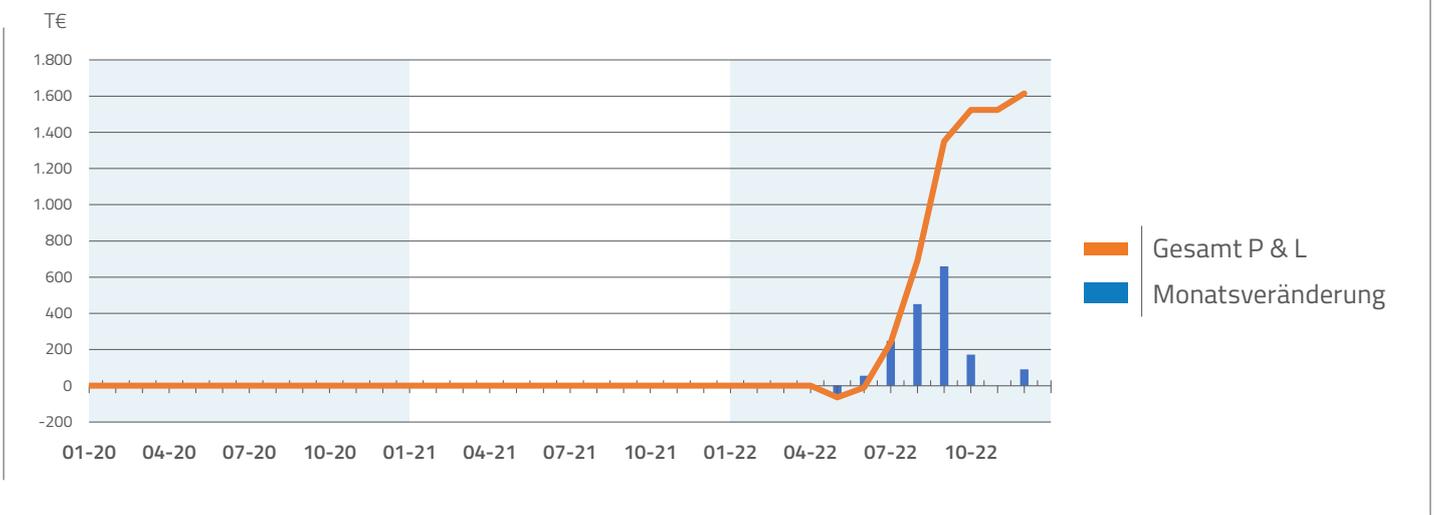
P&L History

Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2023

T€

Unser Profit bei der Bewirtschaftung des Strom Base Lieferjahres 2023 betrug am Ende der Bewirtschaftungsperiode im Dezember 2022 in Summe 1.614.722 Euro. Dies war der höchste Wert

der P&L. Der Minimalwert wurde im Mai 2022 mit einem Minus von 63.889 Euro erreicht. Der größte Monatsanstieg war im September 2022 mit einem Plus von 660.000 Euro.

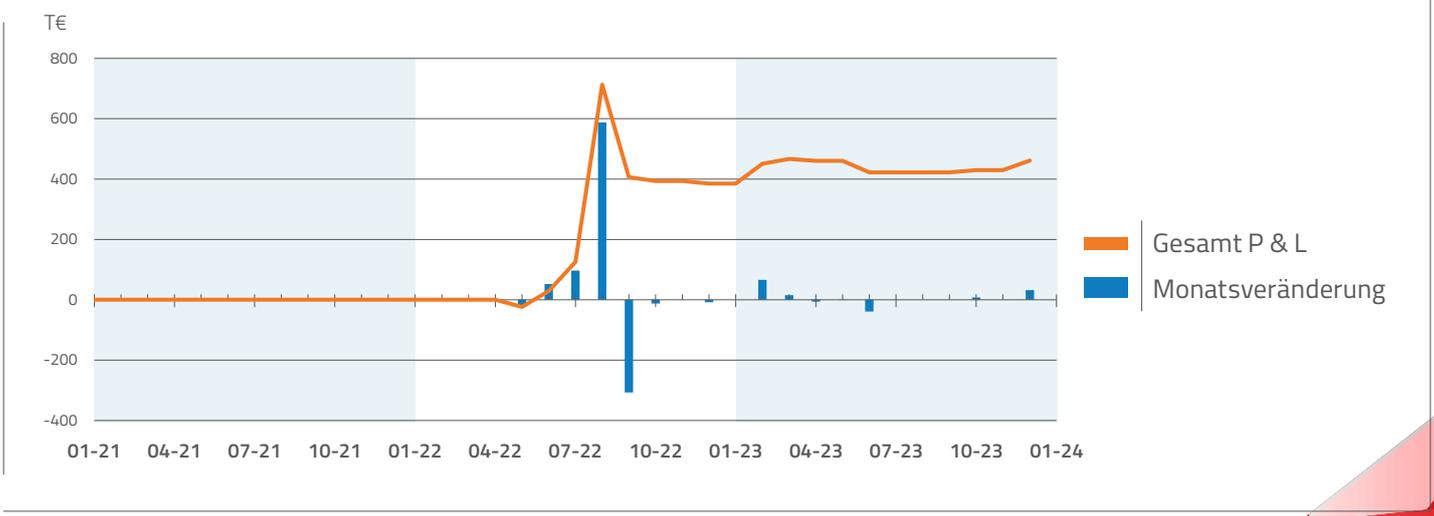


Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2024

T€

Unser Profit bei der Bewirtschaftung des Strom Base Lieferjahres 2024 betrug am Ende der Bewirtschaftungsperiode im Dezember 2023 in Summe 461.556 Euro. Dies war der höchste Wert

der P&L. Der Minimalwert wurde im Mai 2022 mit einem Minus von 23.611 Euro erreicht. Der größte Monatsanstieg war im August 2022 mit einem Plus von 587.222 Euro.



Anhänge

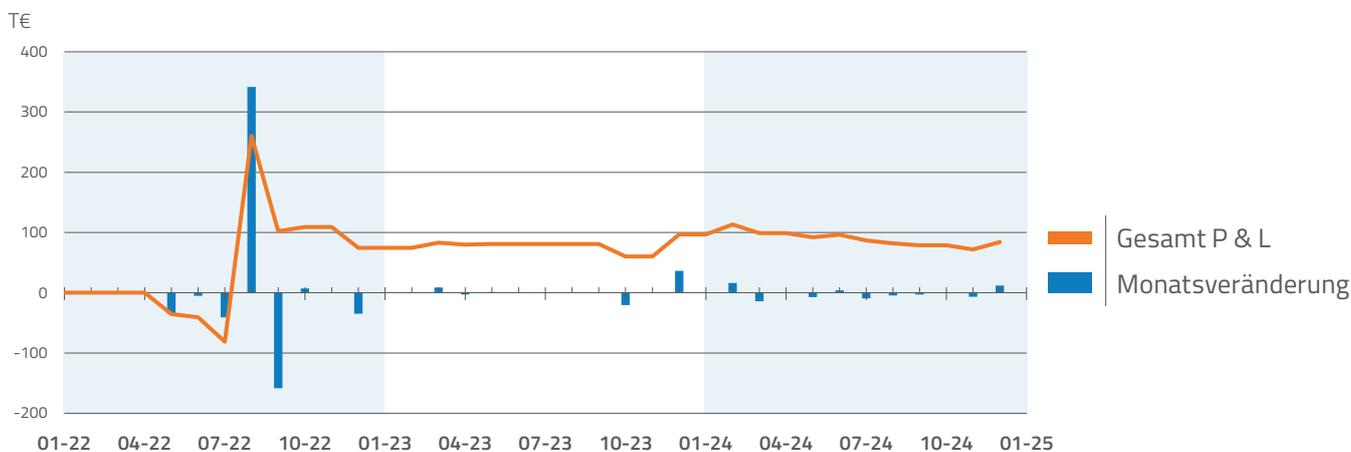
P&L History

Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2025

T€

Unser Profit bei der Bewirtschaftung des Strom Base Lieferjahres 2025 betrug am Ende der Bewirtschaftungsperiode im Dezember 2022 in Summe 83.944 Euro. Der höchste Wert der P&L wurde im August 2022 mit einem Plus von 260.417

Euro erreicht. Der Minimalwert wurde im Juli 2022 mit einem Minus von 81.250 Euro erreicht. Der größte Monatsanstieg war im August 2022 mit einem Plus von 341.667 Euro. Der größte Verlust war im September 2022 mit einem Minus von 158.333 Euro.



Anhänge

Erläuterung der Strategie

Die Portfoliostrategie verfolgt die Preisfixierung „im Markt“ und damit die zeitliche Diversifizierung von Einkaufszeitpunkten vor dem Hintergrund einer Risikoabsicherung. Gewählt wurde ein linearer Hedge-Kanal über drei Jahre vor Lieferbeginn mit einer Hedge-Kanalbreite von drei Tranchen nach oben und drei Tranchen nach unten. Die maximale Obergrenze sind 100 Prozent der Jahresbedarfsmenge, die Untergrenze sind 0 Prozent.

Die Mittellinie des Hedge-Kanals beschreibt den neutralen Fixierungspfad (theoretischer Hedge) und kann auch als Benchmark betrachtet werden.

Über die Fixierung der Tranchen wird in einem mehrstufigen Verfahren entschieden:

Schritt 1: Strategie - Tranchen-Freigabe

Zu Beginn des Beschaffungszeitraumes werden drei Tranchen auf einmal freigegeben. Danach wird in monatlichen Zeitabständen jeweils eine weitere Tranche freigegeben.

Es ist begrifflich zwischen der „Freigabe einer Tranche“ und der „Aktivierung einer Tranche“ zu unterscheiden:

a) Die Freigabe einer Tranche bedeutet, dass die Tranche zur Fixierung zur Verfügung steht. Nur freigegebene Tranchen können fixiert werden. Es ist nicht zulässig, Tranchen zu fixieren, die noch nicht freigegeben wurden, da sonst der Hedge-Kanal verlassen wird.

b) Die Aktivierung einer Tranche bedeutet, dass eine Tranchenfixierung vorgenommen werden soll. Entweder über die sofortige Schließung einer Tranche oder über die Definition eines Beschaffungs-Setups (siehe Schritt 3).

Schritt 2: Taktik - Positionierung im Hedge-Kanal

▪ Fall 1: Steigende Preiserwartung

Im Falle einer steigenden Preiserwartung (Aufwärtstrend) wird eine Positionierung im oberen Bereich des Hedge-Kanals angestrebt, also oberhalb der Benchmark. Das bedeutet, dass im Rahmen der zuvor abgestimmten Flexibilität mehrere Tranchen in einem Beschaffungszeitfenster aktiviert und fixiert werden können (simultan oder auch gesplittet), ohne dabei die obere Grenze des Hedge-Kanals zu überschreiten. Eine Verletzung der Hedge-Kanal-Obergrenze ist nicht zulässig.

▪ Fall 2: Neutrale Preiserwartung

Im Falle einer neutralen Preiserwartung, also wenn keine klare steigende oder fallende Tendenz (Trendanalyse) im Markt erkennbar ist, wird eine Positionierung in der Mitte des Hedge-Kanals angestrebt, soweit möglich also auf der Benchmark. Dazu werden Tranchen direkt nach der Freigabe aktiviert (siehe Schritt 3).

▪ Fall 3: Fallende Preiserwartung

Im Falle einer fallenden Preiserwartung (Abwärtstrend) wird eine Positionierung im unteren Bereich des Hedge-Kanals angestrebt, also unter der Benchmark. Dazu werden bereits freigegebene Tranchen im Beschaffungszeitfenster später aktiviert (siehe Schritt 3). Wird die untere Grenze des Hedge-Kanals erreicht, muss eine Tranche unabhängig von der Markterwartung innerhalb von 2 Handelstagen fixiert werden, um

innerhalb des Kanals zu verbleiben. Eine Verletzung der Hedge-Kanal-Untergrenze ist nicht zulässig.

Da fixierte Tranchen in der Regel nicht wieder gelöst werden können, ist eine sofortige Positionierung im unteren Bereich des Kanals unter Umständen nicht möglich, sondern ergibt sich erst im Zeitablauf durch Auslassen von Fixierungen.

Schritt 3: Timing - Aktivierung der Tranche

Wenn eine oder mehrere Tranchen aktiviert werden, gibt es zwei mögliche Handlungsalternativen:

1. Alternative: Die Tranche(n) wird/werden innerhalb von 2 Handelstagen fixiert (Market Order).

2. Alternative: Für die aktivierte(n) Tranche(n) wird ein Beschaffungs-Setup definiert. Dieses Setup besteht aus den Preis-Triggern „Stop-Loss“ und „Take-Profit“.

Der „Stop-Loss“ gibt eine obere Preisgrenze an, bei deren Erreichen die Tranche fixiert werden soll. Im Vergleich zum Zeitpunkt der Tranchen-Aktivierung wird dann zu einem teureren Preis fixiert.

Der „Take-Profit“ gibt eine untere Preisgrenze an, bei deren Erreichen die Tranche fixiert wird. Im Vergleich zum Zeitpunkt der Tranchen-Aktivierung wird dann zu einem günstigeren Preis fixiert.

Maßgeblich für die oben genannten Preis-Trigger sind die Tagesschlusskurse an der EEX. Sollte kein Tagesschlusskurs vorliegen, wird ersatzweise auf den Settlement-Preis abgestellt. Bei Erreichen eines Preis-Trigger auf Tagesschlusskurs-Basis soll am folgenden Handelstag die Tranche bis 10 Uhr geschlossen werden (siehe Schritt 4).

Bei Erreichen der Preis-Trigger innerhalb eines Handelstages ist auch ein sofortiges Schließen der Tranche möglich.

Werden die Preis-Trigger im Laufe des Monats nicht erreicht und ist die untere Hedge-Kanal-Begrenzung noch nicht überschritten, bleibt die Tranche aktiviert und wird mit in den nächsten Monat übernommen.

Risiko-Hinweis: In bestimmten Marktsituationen kann es vorkommen, dass sich die Marktpreise nach Erreichen einer Trigger-Marke sehr schnell in Ausbruchsrichtung weiterbewegen und die Tranchen-Fixierung zu einem deutlich höheren Preis erfolgen muss (Slippage). Das Definieren von „Stop-Loss“-Marken garantiert also nicht das Erreichen eines bestimmten Tranchen-Preises. Das Risiko steigt mit zunehmender Dauer zwischen dem Erreichen des Triggers und der Ausführung der Tranchen-Fixierung.

Schritt 4: Fixierung der Tranche

Die Tranchenfixierung erfolgt um 10 Uhr zu EEX-Handelspreisen. Sollte um 10 Uhr kein Kurs verfügbar sein, wird zum nächstmöglichen Zeitpunkt fixiert.

Haben Sie Fragen oder wünschen Sie individuelle Anpassungen für Ihre Beschaffungsstrategie? EnerChase berät Sie gerne und unterstützt Sie bei der Erstellung Ihres Risiko- und Beschaffungshandbuchs.

Anhänge

Disclaimer / Impressum

Herausgeber:

EnerChase GmbH & CO. KG, Taubnesselweg 5, 47877 Willich, Deutschland

Sitz: Willich, eingetragen im Handelsregister des Amtsgerichts Krefeld unter HRA 7101, vertreten durch die persönlich haftende Gesellschafterin EnerChase Verwaltung GmbH, Sitz: Willich, eingetragen im Handelsregister des Amtsgerichts Krefeld unter HRB 18393 diese vertreten durch die

Geschäftsführer Stefan Küster und Dennis Warschewitz.

Risikohinweise

Die genannten Stoppsymbole und Kursziele sind als Orientierungspunkte und Anlaufzonen zu verstehen und hängen maßgeblich vom eigenen Risiko- und Moneymanagement ab.

Bitte achten Sie auf die genannten Unterstützungen und Widerstände, sie können entscheidende Marken für die weitere Kursentwicklung darstellen. Setzen Sie zudem bei Ihren Handelsaktivitäten selbständig Ihren Stopp in Abhängigkeit von Ihrer Positionsgröße und Ihres zur Verfügung stehenden Risikokapitals!

Keine Anlageberatung

Die Inhalte unserer Analysen dienen lediglich der Information und stellen keine individuelle Anlageberatung, Empfehlung oder Aufforderung zum Kauf oder Verkauf von Energie oder Derivaten dar.

Haftungsausschluss

Die EnerChase übernimmt in jedem Fall weder eine Haftung für Ungenauigkeiten, Fehler oder Verzögerungen noch für fehlende Informationen oder deren fehlerhafte Übermittlung. Handlungen oder unterlassene Handlungen basierend auf den von der EnerChase veröffentlichten Analysen geschehen auf eigene Verantwortung. Es wird jegliche Haftung seitens EnerChase ausgeschlossen, sowohl für direkte wie auch für indirekte Schäden und Folgeschäden, welche im Zusammenhang mit der Verwendung der Informationen entstehen können.

Nutzungsbedingungen / Disclaimer

Die Analysen der EnerChase GmbH & Co. KG (im Folgenden „EnerChase“) richten sich an institutionelle professionelle Marktteilnehmer. Die Analysen von EnerChase sind für die allgemeine Verbreitung bestimmt und dienen ausschließlich zu Informationszwecken und stellen insbesondere keine Anlageberatung, Empfehlung oder Aufforderung zum Kauf oder Verkauf von Energie oder Derivaten dar und beziehen sich nicht auf die spezifischen Anlageziele, die finanzielle Situation bzw. auf etwaige Anforderungen von Personen. Handlungen basierend auf den von EnerChase veröffentlichten Analysen geschehen auf eigene Verantwortung der Nutzer. Grundsätzlich gilt, dass die Wertentwicklung in der Vergangenheit keine Garantie für die Wertentwicklung in der Zukunft ist. Vergangenheitsbezogene Daten bieten keinen Indikator für die zukünftige Wertentwicklung. Die Analysen beinhalten die subjektive Auffassung des Autors zum Energiemarkt aufgrund der ihm tatsächlich zur Verfügung stehenden Daten und Informationen, geben mithin sowohl hinsichtlich der Herkunft der Daten und Informationen als auch der hierauf aufbauenden Prognose den subjektiven Blick des Autors auf das Marktgeschehen wider im Zeitpunkt der Erstellung der jeweiligen Analyse.

1. Haftungsbeschränkung EnerChase

Wir übernehmen keine Haftung für direkte wie auch für indirekte Schäden und Folgeschäden, welche im Zusammenhang mit der Verwendung der Informationen entstehen können mit Ausnahme für

schäden, die auf einer vorsätzlichen oder grob fahrlässigen Pflichtverletzung unsererseits oder einer vorsätzlichen oder grob fahrlässigen Pflichtverletzung einer unserer Erfüllungsgehilfen beruhen. Insbesondere besteht keine Haftung dafür, dass sich die in den Analysen enthaltenen Prognosen auch bewahrheiten. Die Informationen und Prognosen auf der Website sowie in dieser Analyse wurden mit großer Sorgfalt zusammengestellt. Für die Richtigkeit, Aktualität und Vollständigkeit kann gleichwohl keine Gewähr übernommen werden, auch auf eine Verlässlichkeit der Daten hat der Nutzer keinen Anspruch. Des Weiteren wird die Haftung für Ausfälle der Dienste oder Schäden jeglicher Art bspw. aufgrund von DoS-Attacken, Computerviren oder sonstigen Angriffen ausgeschlossen. Die Nutzung der Inhalte dieser Analyse, der Webseite oder des MarketLetters erfolgt auf eigene Gefahr des Nutzers.

2. Schutzrechte

Eine vollständige oder teilweise Reproduktion, Übertragung (auf elektronischem oder anderem Wege), Änderung, Nutzung der Analysen oder ein Verweis darauf für allgemeine oder kommerzielle Zwecke ist ohne unsere vorherige schriftliche Zustimmung nicht gestattet. Die genannten und ggf. durch Dritte geschützten Marken- und Warenzeichen unterliegen uneingeschränkt den Bestimmungen des jeweils gültigen Kennzeichenrechts und den Besitzrechten der jeweiligen eingetragenen Berechtigten. Allein aufgrund der bloßen Nennung ist nicht der Schluss zu ziehen, dass Markenzeichen nicht durch Rechte Dritter geschützt sind. Die Autoren von EnerChase beachten in allen Publikationen die Urheberrechte der verwendeten Grafiken und Texte. Sie nutzen eigenhändig erstellte Grafiken und Texte oder greifen auf lizenzfreie Grafiken und Texte zurück. Bei Bekanntwerden von Urheberrechtsverletzungen werden derartige Inhalte umgehend entfernt. Jede vom deutschen Urheber- und Leistungsschutzrecht nicht zugelassene Verwertung bedarf der vorherigen schriftlichen Zustimmung des Anbieters oder jeweiligen Rechteinhabers. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigung, Bearbeitung, Übersetzung, Einspeicherung, Verarbeitung bzw. Wiedergabe von Inhalten in Datenbanken oder anderen elektronischen Medien und Systemen. Die unerlaubte Vervielfältigung oder Weitergabe einzelner Inhalte oder kompletter Seiten ist nicht gestattet und strafbar. Der Inhalt der Analysen darf nicht kopiert, verbreitet, verändert oder Dritten zugänglich gemacht werden.

3. Hinweis nach § 85 WpHG

Unsere Tätigkeit ist gemäß § 86 WpHG bei der BaFin angezeigt.

Es liegen zum Zeitpunkt der Analyseerstellung keine Interessenkonflikte seitens der EnerChase, der Gesellschafter, des Autors Stefan Küster oder verbundener Unternehmen vor (Offenlegung gemäß § 85 WpHG wegen möglicher Interessenkonflikte).

Eine Weitergabe der Inhalte an Unternehmen oder Unternehmensteile, die Finanzportfolioverwaltung oder unabhängige Honorar-Anlageberatung erbringen, ist nur gestattet, wenn mit EnerChase hierfür eine Vergütung vereinbart wurde. Die Informationen und Analysen sind nicht für Privatpersonen bestimmt.

EnerChase GmbH & CO. KG

Taubnesselweg 5

47877 Willich

Deutschland

+49 2154 880 938 0

research@enerchase.de